

Branchenstudie **WINDENERGIE**

September **2016**



LESEPROBE
Fordern Sie die vollständige
Branchenstudie per Mail ab bei:
inka.klinger@hsh-nordbank.com

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	2
1 Entwicklung der Windenergie	5
1.1 Aktuelle Entwicklung Global	5
1.2 Aktuelle Entwicklungen in Europa	7
1.2.1 Marktentwicklung und Trends	7
1.2.2 Umbau der Förderregime	13
1.2.3 Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren	15
1.2.4 Strompreise und -gestehungskosten	16
2 Europas Windmärkte	19
2.1 Kernmärkte im Fokus	19
2.1.1 Deutschland	19
2.1.2 Frankreich	25
2.1.3 Großbritannien	28
2.1.4 Irland	32
2.1.5 Belgien	35
2.1.6 Niederlande	38
2.1.7 Dänemark	42
2.1.8 Finnland	44
2.1.9 Schweden	47
2.1.10 Norwegen	51
2.1.11 Polen	55
2.1.12 Baltische Staaten	58
2.1.13 Italien	62
2.1.14 Spanien	65
2.1.15 Portugal	68
2.1.16 Rumänien	70
2.1.17 Türkei	72
2.2 Fördersysteme im Überblick	74
3 Marktprognose	75
Abkürzungsverzeichnis	77
Impressum	78
Disclaimer	78
Urheberrecht	78

BRANCHENSTUDIE WINDENERGIE

Einschätzung internationaler Perspektivmärkte

Einleitung

Größer, höher, effizienter und immer günstiger – die Windenergie schreitet in vielerlei Hinsicht voran und steuert in vielen Ländern mittlerweile signifikante Beiträge zur Stromversorgung bei. Weltweit wurden im vergangenen Jahr Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von insgesamt rund 63 GW in Betrieb genommen. Das bedeutete ein neues Rekordvolumen und mit fast 22% mehr als in 2014 ein unerwartet starkes Wachstum. Mit einem Zubau von gut 30 GW war China hierbei klar die Triebfeder. Doch auch in Europa ging mit 13,8 GW so viel Anlagenleistung ans Netz wie nie zuvor. Während die Windkraft auch im Jahr 2015 global weiter an regionaler Verbreitung gewonnen hat, werden in den etablierten Windmärkten dank der kontinuierlichen Weiterentwicklung von Anlagentechnik und Windparksteuerung auch neue Potenzialflächen erschlossen. Ob an Schwachwindstandorten, auf See oder in Regionen mit herausfordernden Witterungsbedingungen – die Anlagentechnik bietet heute für unterschiedlichste Standortbedingungen effiziente Lösungen. Gut dreißig Jahre nach dem Beginn ihrer kommerziellen Nutzung ist die Windenergie erwachsen geworden. Windstrom wird marktseitig zusehends voll in die Strommärkte integriert und bedarf in sinkendem Maße einer staatlichen Förderung.

Angesichts dieser Entwicklung beschäftigt sich die Branchenstudie Windenergie, zwei Jahre nach der Publikation der letzten Fassung, erneut mit den aktuellen Entwicklungen auf dem Markt der Windenergie. Wie gewohnt geht es primär um die Perspektiven wichtiger europäischer Märkte: Was sind die politischen Rahmenbedingungen, wie wurden die Fördersysteme weiterentwickelt? Welchen Stellenwert hat die Windenergie in den nationalen Stromerzeugungsstrukturen, welche Rahmenbedingungen hinsichtlich Nutzung, Verfügbarkeit und Bedarf gibt es und welche Ausbauziele verfolgen die einzelnen Länder? Die Studie beschäftigt sich nicht mit einzelnen Herstellern und Anlagentechnologien. Auch Strommarktdesign, Kapazitätsmärkte, Emissionszertifikate, der Ausbau der Stromnetze, die Stromspeicherung und die Elektrifizierung auf dem Feld der Gebäudeheizung oder im Transportsektor sind ebenso nicht Fokus dieser Studie. Gleichwohl sind alle diese Themenfelder für das Gelingen der Energiewende und die weitere Entwicklung der Windenergie durchaus maßgeblich.

Eine besondere Relevanz für die weitere Entwicklung des Ausbaus der Windenergie hat das Thema Kosten. Für die Antwort auf die Frage, was denn Strom aus Windenergie eigentlich kostet, gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Herangehensweisen, die ebenso selbstverständlich ihre Berechtigung haben, wie sie vielfach interessengetrieben betrachtet werden. Diese Studie beschränkt sich diesbezüglich methodisch auf die Berechnung der so genannten Stromgestehungskosten. Bei diesem Ansatz werden über die typische Anlagennutzungsdauer die Stromerträge einer Erzeugungstechnologie zu deren fixen und variablen Kosten ins Verhältnis gesetzt. Angesichts niedriger Betriebskosten haben hierbei insbesondere die durchschnittlichen Kapitalkosten, über die die für Windenergieanlagen typischen hohen spezifischen Investitionskosten berücksichtigt werden, einen erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Aufgrund sehr unterschiedlicher natürlicher Voraussetzungen und nationaler Besonderheiten gibt es auf die Frage nach den Stromgestehungskosten der Windenergie keine einheitliche Antwort, sondern vielmehr ländertypische Bandbreiten. Als europaweit aktiver Projektfinanzierer auf dem Feld der Erneuerbaren Energien können wir auch hier unsere Expertise aus der Projektfinanzierung einbringen.

Alles, was mit dem Thema Energieversorgung zu tun hat, besitzt in besonderem Maße eine politische Dimension. Zielkonflikte mit anderen Politikfeldern, wie insbesondere dem Umweltschutz sind dabei unvermeidlich. Wesentliche Rahmenbedingungen auf dem Feld der Energie- und der Umweltpolitik werden heute in Europa von den Staaten nicht mehr autark gesetzt, sondern kooperativ auf Ebene der Europäischen Union vereinbart und vorangetrieben. Nachdem anfangs die Liberalisierung der Energiemärkte und die Schaffung eines Binnenmarktes für Energie im Vordergrund standen, ist vor dem Hintergrund der voranschreitenden globalen Erwärmung längst die EU-Klimapolitik zum Haupttreiber für die Energiemärkte geworden. Wie die Energy Roadmap der EU-Kommission bis zum Jahr 2050 zeigt, ist nicht weniger als eine weitgehende Umstellung der gesamten Energieversorgung von fossilen Energieträgern auf Erneuerbare Energiequellen zu leisten, wenn das CO₂-Einsparziel von 80% bis 95% erreicht werden soll. Auf dem Weg dahin sind die verbindlichen Klimaschutzziele der EU-Länder für das Jahr 2020 ein erster, noch relativ leicht zu gehender Schritt. Schon die nächste Dekade wird erheblich höhere Anstrengungen erfordern, um die von der EU-Kommission auf der Pariser UN-Klimakonferenz Ende 2015 gemachten Zusagen zu operationalisieren und umzusetzen. Zumindest eines ist sicher: Das natürliche Energieangebot an

Solarstrahlung und Wind ist überreichlich vorhanden und sowohl mit der Photovoltaik als auch mit der Windenergie technologisch zu niedrigen Kosten zur Stromerzeugung nutzbar. Die zentrale Herausforderung liegt künftig aber nicht nur darin, mehr Wind- und Solarstrom zu erzeugen, sondern diese Strommengen auch so nutzbar zu machen, dass eine jederzeitige Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt. Der Strommarkt und die Stromnetze stehen dabei an vorderster Front. Eine langfristige Umstellung der Stromerzeugung zu wesentlichen Teilen auf Erneuerbare Energien bedeutet für die Stromnetze eine große Herausforderung, denn diese werden dadurch in zunehmendem Maße mit einer schwankenden Stromerzeugung konfrontiert sein. Zudem müssen größere Strommengen über erheblich größere Entfernungen transportiert werden müssen. Des Weiteren wird der Strombedarf durch die erforderliche Elektrifizierung des Transportsektors und auf dem Feld der Gebäudeheizung tendenziell weiter steigen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss daher von einem umfassenden Maßnahmenbündel u.a. aus Netzertüchtigungen, internationalen Stromnetzverbänden, Stromspeichern und einer Flexibilisierung und Dezentralisierung der Stromnachfrage begleitet werden. Ohne leistungsfähige und intelligente Stromnetze ist das nicht zu schaffen. Netzausbau und Windenergieanlagenzubau müssen daher mit zunehmendem Windstromanteil aufeinander abgestimmt werden, wenn es nicht zu gravierenden Ineffizienzen kommen soll, wie etwa in China, das im vergangenen Jahr etwa 15% der nationalen Windstromerzeugung im Land wegen Netzengpässen nicht in das Netz einspeisen konnte.

Die marktseitige Integration großer Windstrommengen verursacht allerdings nicht nur direkte und indirekte Kosten (Förderung, Netzausbau), sondern bringt auch tagtäglich Vorteile mit sich. So dämpft Windstrom dank des Merit-Order-Effekts, der die Einsatzrangfolge der jeweils günstigsten Kraftwerke beschreibt, den Preis an den Strombörsen und könnte so die Stromverbraucher entlasten. An windreichen, verbrauchsschwachen Tagen kann es in einigen Ländern bereits jedoch dazu kommen, dass der Strompreis auf Null fällt oder gar negativ wird. Solche Konstellationen sind allerdings gesamtwirtschaftlich schädlich, da dann kein im Betrieb befindliches Kraftwerk seine Grenzkosten verdienen kann. Weiter steigende Windstrommengen drohen dieses bisher auf wenige und kurze Zeitfenster begrenzte Problem künftig zu verschärfen. Insofern besteht hier Handlungsbedarf für die Politik, noch mehr für die Flexibilisierung der Stromnachfrage zu tun, statt darauf zu warten, dass die Strompreisentwicklung den Akteuren am Strommarkt hierfür die entsprechenden Anreize bietet.

Während die Frage nach der grundsätzlichen Förderwürdigkeit der Windenergie jedes Land für sich selbst beantworten muss, rückt vor dem Hintergrund weiter gesunkener Stromgestehungskosten zwangsläufig die Frage in den Fokus, wie viel Förderung noch nötig ist und wie Fördermittel möglichst effizient eingesetzt werden können. Hier hat die EU-Kommission als oberste Entscheidungsinstanz bei staatlichen Energie- und Umweltbeihilfen den Mitgliedsländern im Jahr 2014 neue Leitlinien für bzw. Anforderungen an die Ausgestaltung der nationalen Fördersysteme vorgegeben, die ab dem Jahr 2017 in vollem Umfang einzuhalten sind. Im Kern geben diese eine volle Marktintegration der Windenergie in den Strommarkt sowie eine strikt wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe vor. Zwar bleiben auch künftig Quotensysteme mit handelbaren „Grünen Zertifikaten“ zulässig, einen solchen Förderweg verfolgen aber mit Schweden, Norwegen und Rumänien nur noch drei der größeren Windenergiemärkte in Europa. Die ganz überwiegende Mehrheit hat ihre Fördersysteme hin zu Marktprämienmodellen mit auktionsbasierter Ermittlung der Förderhöhe weiterentwickelt bzw. plant dies zu tun. In einem solchen Modell sind die Stromvermarktung und die Zahlung der Zusatzvergütung strikt voneinander getrennt. Ab 2017 werden die Anlagenbetreiber mit Geboten über die verlangte Förderhöhe miteinander konkurrieren müssen. Nur die niedrigsten Gebote erhalten dann den Zuschlag für ihr Projekt. Wer zu teuer ist, geht leer aus. Während der Auktionszwang in vielen Ländern für die Projektierer eine zusätzliche Unwägbarkeit bedeutet und ihnen noch mehr Flexibilität abverlangt, erleichtern Auktionen den Staaten künftig die Steuerung des Zubaus und damit eine bessere Verzahnung mit dem Netzausbau. Hierbei kommt es darauf an, das Auktionsdesign so zu wählen, dass die verfolgten Ziele damit bestmöglich erreicht werden. Eine hohe Realisierungsquote der ausgeschriebenen Kapazität dürfte dabei ganz oben in der Zielhierarchie stehen. Die in vielen Ländern in der Vergangenheit bereits durchgeführten Auktionen für Solar- und Windenergiekapazitäten geben dabei wertvolle Anhaltspunkte für die „richtige“ Ausgestaltung des Auktionsdesigns.

Für eine möglichst reibungslose Integration immer höherer Windstrommengen in die Stromversorgung sind Windparks mit möglichst konstanter Stromproduktion und hohen Kapazitätsfaktoren besonders systemdienlich. Optimal im Sinne einer kostengünstigen Netzintegration ist es, wenn solche Standorte räumlich in der Nähe von verbrauchsstarken Regionen liegen, denn solche Standorte nutzen das

bestehende Stromnetz tendenziell besser aus und erfordern nicht gleich auch einen Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten. D.h. eine Förderung des Windparkzubaues macht nicht nur an Starkwindstandorten Sinn, sondern insbesondere auch an Schwachwindstandorten in verbrauchsstarken Regionen. Mit einer von der Standortgüte abhängigen Differenzierung der Förderhöhe ist Deutschland diesbezüglich seit langem Vorreiter in Europa und verfolgt diesen Weg auch im modifizierten Fördersystem ab 2017 weiter.

Die Erschließung von Offshore-Standorten, die zunehmende Nutzung von Schwachwindstandorten, die Hebung von Potenzialen mit Repowering sowie sinkende Kosten sind nicht die einzigen Treiber der Entwicklung an den Windenergiemärkten. Infolge der Abhängigkeit vom Zugang zu staatlichen Fördersystemen führen politische Risiken – auch in Europa – vereinzelt immer wieder dazu, dass der Ausbau der Windenergienutzung in einzelnen Ländern abrupt gestoppt wird oder über Gebühr rückwirkend in bestehende Fördermechanismen eingegriffen wird. Beispiele aus der jüngeren Vergangenheit sind hier Großbritannien, das die Onshore-Förderung an Land ab 2017 einstellt, Polen, dessen neue Regierung die Windenergie grundsätzlich ablehnt und Rumänien, das bei der Steuerung seines Fördersystems Schiffbruch erlitt und bestandsschutzverletzende Noteingriffe vornehmen musste. In anderen Ländern hingegen wird aktiv ein langfristiger energiepolitischer Konsens auf breiter gesellschaftlicher Basis gesucht, der den Transformationsprozess hin zu einer CO₂-armen Energieversorgung langfristig absichert. Mit der Ratifizierung des Pariser UN-Klimaabkommens durch die beiden größten CO₂-Erzeuger China und USA hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien neue politische Unterstützung erfahren – der Boden für einen nachhaltig starken Ausbau der Windenergie ist damit bereitet.

Vor diesem Hintergrund sind wir sehr zuversichtlich, dass die weltweit installierte Leistung bis zum Jahr 2020 in dem vom GWEC prognostizierten Tempo von durchschnittlich ca. 13% p.a. wachsen wird. Für Europa erwarten wir angesichts des bereits vergleichsweise hohen Ausgangsniveaus „nur“ eine jährliche Zunahme der installierten Leistung bis 2020 um durchschnittlich 8,1%, was einer Nennleistung von insgesamt 71 GW entspricht. Für 2025 gehen wir von einer Verdoppelung der Kapazität im Vergleich zu Ende 2015 aus. Nicht nur infolge des steigenden Anteils von Offshore-Windparks wird mit diesem Kapazitätswachstum eine deutlich überproportionale Zunahme bei der Windstromerzeugung einhergehen.

Dieser aggregierte Ausblick auf den europäischen Windmarkt wird in dieser Studie anhand der Windmärkte in 19 Ländern Europas ausführlicher beschrieben. Dabei liegt der Schwerpunkt der Analyse auf den jeweiligen energiepolitischen Rahmenbedingungen und den nationalen Fördersystemen.

Als Fazit lässt sich bereits vorab feststellen: Die Windkraft wird auch in den nächsten Jahren ihre Erfolgsgeschichte fortschreiben

2 Europas Windmärkte

2.1 Kernmärkte im Fokus

2.1.1 Deutschland

Als Anrainer von Nord- und Ostsee verfügt Deutschland sowohl an Land als auch auf See über ausgedehnte Flächen mit guten bis sehr guten Windbedingungen. Begünstigt durch eine flache Topografie liegen die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in den nördlichen Bundesländern (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern sowie Teilen von Nordrhein-Westfalen und Brandenburg) in 100 m Nabenhöhe verbreitet bei 6 m/s und mehr; an der Nordseeküste (Schleswig-Holstein, Niedersachsen) werden sogar 9 bis 10 m/s erreicht. In der südlichen Landeshälfte bieten wesentlich nur die Höhenlagen gute Windbedingungen. Mit Standardanlagen der 3 MW-Klasse lassen sich an guten Windstandorten durchschnittliche Kapazitätsfaktoren von deutlich über 30% erzielen. Die technische Weiterentwicklung hin zu Anlagen mit Nabenhöhen von über 150 m und Rotordurchmessern von z.T. deutlich über 120 m, verbunden mit einem Druck auf die Anlagenpreise erlaubt allerdings auch im windschwächeren Binnenland die Erschließung zusätzlicher Potenziale. Deutschland gilt als Pionierland bei der großanlagentechnischen Nutzung der Windenergie und ist mit einer Erzeugung von knapp 88 TWh (2015) der mit Abstand größte Windstromproduzent in Europa. Dank einer bereits in den 1990er Jahren eingeführten und seitdem kontinuierlich weiterentwickelten gesetzlichen Fördersystematik ist der installierte Anlagenbestand mittlerweile auf eine Gesamtkapazität von 44.947 MW (Stand per 31.12.2015) angewachsen. Der Zubau im Jahr 2015 belief sich dabei auf 6.013 MW, was knapp der Hälfte des gesamten Zubaus in der EU entsprach. Vom Gesamtbestand entfielen 3.295 MW auf Offshore-Windparks.

Strommix, Energiepolitik und Klimaziele

Als größte Volkswirtschaft und führendes Industrieland in der EU hat Deutschland nicht nur den höchsten Stromverbrauch, sondern mit 6.350 kWh p.a. auch einen über dem EU-Durchschnitt liegenden Pro-Kopf-Verbrauch an Strom. Die Stromerzeugung wird derzeit noch von einem diversifizierten Strommix geprägt, dessen größte Säule seit Jahrzehnten die Kohleverstromung ist. Mit knapp 25% Braunkohleanteil aus heimischer Förderung und weiteren knapp 19% Steinkohleanteil entfallen dabei allerdings fast 44% der Stromerzeugung (Jahr 2014) auf die beiden Brennstoffarten mit der schlechtesten CO₂-Bilanz. Die Erneuerbaren Energien zusammen kamen in 2014 auf einen Anteil von knapp 26% am Strommix, wovon ein gutes Drittel Windstrom war. Die Kernkraftwerke des Landes steuerten einen Anteil von unter 16% bei. Im Jahr 2015 ist der EE-Anteil auf 32,6% weiter angestiegen.

Deutschland treibt seit einigen Jahren den als „Energiewende“ bezeichneten Übergang von der nichtnachhaltigen Nutzung fossiler Energieträger und der Atomenergie hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung über einen breiten Mix an Erneuerbaren Energien und sieht sich als treibende Kraft in der europäischen Klimaschutzpolitik. So hat die Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Mit der vorgesehenen sukzessiven Abschaltung der letzten noch laufenden acht deutschen Kernkraftwerke wird bis zum Jahr 2022 eine Grundlast von gut 90 TWh aus dem deutschen Strommix wegfallen, die es durch einen Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie viele andere Maßnahmen zu kompensieren gilt. Deutschland hat sich im Rahmen der EU-Klimaschutzziele im Jahr 2009 mit seinem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien dazu verpflichtet, den EE-Anteil am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18,0% zu erhöhen. Im Elektrizitätssektor sollen dann 38,6% aus EE-Quellen stammen. Mit einer EE-Quote am Gesamtenergieverbrauch von 13,8% (Stand: 2014) bewegt sich Deutschland bisher auf dem Zielpfad. Über diese Zielgrößen für 2020 hinaus steuert die Bundesregierung den Zubau neuer EE-Stromerzeugungskapazitäten auf nationaler Ebene im Erneuerbare-Energien-Gesetz („EEG“). Dieses sieht für den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2025 einen Korridor von 40 bis 45% vor, für das Jahr 2030 von 55 bis 60% und im Jahr 2050 von mindestens 80% vor. Im Jahr 2015 lag der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland bei 32,6%.

Strommarkt im Überblick

(GWh)	2009	2014
Bruttostromerzeugung	595.618	627.796
Verbrauch von Pumpspeicherwerken	7.607	8.003
Stromexporte	54.132	74.320
Stromimporte	41.859	40.435
Bruttostromverbrauch	575.737	585.908
Eigenverbrauch des Energiesektors	55.430	51.059
Netzverluste	25.003	24.159
Stromendverbrauch	497.259	512.835
Stromverbrauch je Einwohner (kWh)	6.064	6.350

Strommix

(GWh)	2009	2014	Δ%	Anteil
Steinkohle	107.858	118.595	10,0%	18,9%
Braunkohle	145.589	155.818	7,0%	24,8%
Erdgas	82.118	62.271	-24,2%	9,9%
Mineralöl	10.068	5.661	-43,8%	0,9%
Kernenergie	134.932	97.129	-28,0%	15,5%
Erneuerbare Energien	94.858	162.512	71,3%	25,9%
Wasserkraft	19.031	19.587	2,9%	3,1%
Wind	38.646	57.357	48,4%	9,1%
Solar	6.584	36.056	447,7%	5,7%
Biogase	15.022	31.114	107,1%	5,0%
Biobrennstoffe & Abfälle	15.555	18.300	17,6%	2,9%
Sonstige EE	19	98	425,0%	0,0%
Pumpspeicherwerke	5.651	5.857	3,6%	0,9%
Sonstige	14.543	19.954	37,2%	3,2%
Gesamt	595.618	627.796	5,4%	100,0%

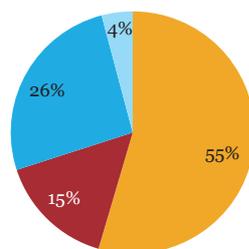
Nationale Zielgrößen für die EE-Stromerzeugung*

	2009	2014	2020p
Anteil am Gesamtenergieverbrauch	9,9%	13,8%	18,0%
Anteil an der Stromerzeugung	17,4%	28,2%	38,6%

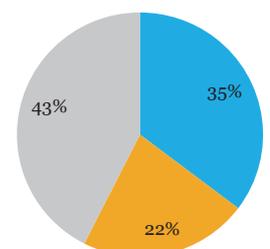
Windenergienutzung

	2010	2015	2020e
Installierte Gesamtkapazität (MW)	27.191	44.947	60.950
Onshore (MW)	27.099	41.652	53.452
Offshore (MW)	92	3.295	7.498
Stromerzeugungspotenzial p.a. (GWh)	37.793	87.974	140.200

Strommix



EE-Strommix



■ Fossile ■ Kernenergie ■ Wind ■ Solar ■ Übrige
■ Erneuerbare ■ Übrige

Quelle: Eurostat, EWEA, eigene Prognosen; * Berechnung der Quoten gem. EU-Direktive 2009/28/EC, abweichend zur Anteilsberechnung am Strommix

Die Bundesregierung geht das gesamtgesellschaftliche Mammutprojekt der Energiewende strategisch mit einer 10-Punkte-Agenda an, die systematisch die Entwicklung auf den dafür relevanten Feldern miteinander koordinieren und vorantreiben soll. Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien sind weitere wesentliche Bausteine hierbei insbesondere das Strommarktdesign, die Ertüchtigung der Stromnetze, die Klimaschutzziele und das Emissionshandelssystem („ETS“) in der EU, die regionale Kooperation im europäischen Strommarkt und die Energieeffizienzstrategie. In diesem Rahmen hat sich in den letzten Jahren auch die Ausbaustrategie für die Erneuerbaren Energien gewandelt. Nachdem viele Jahre lang ein ungebremster Kapazitätsaufbau angereizt wurde, wird der Zubau mit der EEG-Novelle 2017 künftig sehr viel gezielter gesteuert, denn der EE-Anlagenbestand hat mittlerweile einen Umfang erreicht, der eine Abstimmung der regionalen EE-Stromproduktion auf die Leistungsfähigkeit der Stromnetze erfordert. Zentrale Herausforderungen für Netzstabilität und Versorgungssicherheit stellen dabei die wetterbedingt schwankende Solar- und Windstromerzeugung auf der einen Seite sowie deren regionale Verteilung und der Transport zu den Stromverbrauchern auf der anderen Seite dar. Vor diesem Hintergrund setzt die Regierung beim Kapazitätsaufbau an Land mit dem Fördersystem auf ausreichende Anreize für Windparkinvestments auch in Bundesländern mit mäßigem Windenergieangebot. Gleichwohl werden mit dem weiteren Ausbau der Windenergie in zunehmendem Maße Strommengen in Norddeutschland produziert und in die verbrauchsstarken Regionen im Westen und Süden des Landes transportiert werden müssen.

Die Energiewende und die Förderung des Zubaus der Erneuerbaren Energien ist für Deutschland auch aus industriepolitischen Sicht von besonderer Bedeutung. So haben mit Siemens, Enercon, Senvion und Nordex nicht nur vier der weltweit größten Windenergieanlagenbauer ihre wesentliche Forschungs- und Produktionsbasis in Deutschland. National und international tätige Projektierer, Bau-, Instandhaltungs- und andere Dienstleistungsunternehmen komplettieren die Erneuerbare-Energien-Branche in Deutschland. Nach BMWI-Angaben umfasst die Branche insgesamt etwa 300.000 Arbeitsplätze in Deutschland. Vor diesem Hintergrund hat die förderseitige Sicherstellung des zum Gelingen der Energiewende nötigen hohen Kapazitätszubaues in Deutschland auch erhebliche positive gesamtwirtschaftliche Effekte.

Mit der EEG-Novelle 2017 hat die Bundesregierung zugleich auch die bisher angestrebten Zubauvolumina für die verschiedenen Erneuerbaren Energietechnologien überarbeitet. So sollen bei der Windenergie an Land künftig bis zum Jahr 2019 jährlich brutto 2,8 GW und ab 2020 jährlich 2,9 GW ausgeschrieben und installiert werden. Hieraus ergibt sich ein jährlicher Nettozubaue in der Größenordnung von etwa 2,5 GW. Im Jahr 2020 sollte der installierte Anlagenbestand an Land damit wenigstens 54 GW erreichen und in 2025 etwa 66,5 GW. Im Offshore-Bereich liegen die Zielmarken bei 6,5 GW in 2020, 11,5 GW in 2025 und 15 GW in 2030. Während hier der Zubau bis zum Jahr 2020 aus dem bereits projektierten und genehmigten Bestand erfolgt, soll der für 2021 bis 2025 angestrebte Zubau in zwei Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 über insgesamt 3,1 GW ausgeschrieben werden. Mit dem Ziel

des kostenoptimalen Stromnetzausbaus wird der Staat auf See künftig selbst die Flächenvoruntersuchungen durchführen und so die für den Betrieb von Offshore-Windparks erforderlichen Netzanschlusskapazitäten optimal dimensionieren. Die ersten Windparks in den voruntersuchten Zielzonen sollen dann ab dem Jahr 2026 ausgeschrieben werden.

Angestrebte Zubauvolumina für die Windenergie an Land und auf See, in GW (netto)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Onshore	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Offshore	2016 bis 2020 insgesamt: 5,1					0,5	0,5	0,7	0,7	0,7

Staatliche Förderung

In Deutschland ist die Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im EEG geregelt, gültig derzeit in der Fassung vom 21.7.2014 („EEG 2014“). Mit einer im Juli 2016 beschlossenen Gesetzesänderung („EEG 2017“) wurde der Übergang zu einer ausschreibungs-basierten Fördervergabe vollzogen. Die Änderungen treten am 1.1.2017 in Kraft. Die Förderung erfolgt, wie schon bisher, in Form der Zahlung einer Marktprämie als Aufschlag auf den Stromgroßhandelspreis. Für die Anlagenbetreiber besteht ein Direktvermarktungszwang, d.h. sie können den produzierten Strom wahlweise in Eigenregie an der Strombörse verkaufen, hierzu einen Direktvermarkter einschalten oder einen kommerziellen Stromliefervertrag mit einem Unternehmen oder einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen abschließen. Die Marktprämie wird für alle Anlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt. Neue Windenergieanlagen erhalten ab dem kommenden Jahr nur noch dann eine Förderung, wenn sie sich in einer Auktion mit einem Preisgebot für ihr Projektvolumen gegen konkurrierende Projekte durchgesetzt haben. Projekte an Land müssen dann binnen 30 Monaten errichtet werden. Bei Offshore-Projekten richtet sich die Errichtungsfrist nach dem Zeitpunkt des Zuschlags und dem Fertigstellungstermin für die Offshore-Anbindungsleitung.

Teilnahmeberechtigt an einer Auktion für Windenergieanlagen an Land sind künftig Anlagen, die eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erhalten haben und damit in das Anlagenregister der Bundesnetzagentur eingetragen sind. An Auktionen für Windenergieanlagen auf See sind zunächst nur solche Projekte zugelassen, die in den Nordsee-Offshore-Clustern 1 bis 8, den Ostsee-Offshore-Clustern 1 bis 3 oder den deutschen Küstengewässern liegen, sich bereits in der Projektierung befinden, über eine Planfeststellung (AWZ) oder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (Küstengewässer) verfügen und nach dem 31.12.2020 in Betrieb genommen werden.

Nicht dem Ausschreibungszwang unterliegen

- Windanlagen an Land, die eine installierte Leistung von höchstens 750 KW haben
- Windanlagen an Land, die vor dem 1.1.2017 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erhalten haben
- Windanlagen auf See, die vor dem 1.1.2017 eine verbindliche Netzanschlusszusage erhalten haben und vor dem 1.1.2021 in Betrieb genommen werden.

Für Windparks an Land wird die Bundesnetzagentur künftig jährlich drei oder vier Auktionen über bestimmte Kapazitätsmengen für neu zu errichtende Windparks durchführen. Bei diesen müssen die Interessenten die Höhe der verlangten Förderung bieten, zu der sie die Anlage zu betreiben bereit sind. Alle Bieter geben dabei ein Preisgebot für einen fiktiven Referenzstandort mit genau definierten Windverhältnissen (durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m Höhe über Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten in Höhe von 0,25 zu ermitteln ist) ab. Über einen Korrekturfaktor, mit dem der Gebotspreis multipliziert wird, erfolgt dabei eine Anpassung auf die tatsächlichen Windverhältnisse am Projektstandort. Der so errechnete sog. „Anzulegende Wert“ ist dann für die zukünftigen Vergütungszahlungen maßgeblich, falls die Anlage in der Auktion den Zuschlag erhält. Über den Korrekturfaktor erhalten Anlagen an windschwachen Standorten für den zu erwartenden geringeren Stromertrag einen Preisaufschlag von bis zu 29% auf den Gebotspreis für die Referenzanlage, während der Mehrertrag von Anlagen an windstärkeren Standorten durch einen Preisabschlag von bis zu 21% kompensiert wird. Wie die nachstehende Tabelle zeigt, erfolgt dabei eine Differenzierung in der Spanne von 70% bis 150% der Referenzstandortgüte. Liegt die ermittelte Standortgüte eines Projektes zwischen zwei Stützstellen der Tabelle, dann wird zwischen den beiden betreffenden Korrekturfaktoren linear interpoliert. Die Kappung des Referenzertragsmodells bei einem Gütefaktor von 70% bzw. von 150% stellt auf der einen Seite einen Anreiz für herausragend effiziente Anlagen (mit Gütefaktoren von mehr als 150%) dar und sorgt auf der anderen Seite auch dafür, dass ineffiziente Anlagen an windschwachen Standorten (Gütefaktor von unter 70%) benachteiligt werden.

Korrekturfaktoren des EEG 2017 in Abhängigkeit von der Standortgüte

Gütefaktor	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Quelle: EEG 2017, § 36h

Die Ersteinstufung einer Anlage wird anhand der Windgutachten vorgenommen. Nach jeweils fünf Betriebsjahren (d.h. zu Beginn des 6., des 11. und des 16. Betriebsjahres) wird der Korrekturfaktor anhand der Anlagenperformance im gerade abgeschlossenen Fünfjahreszeitraum überprüft und für die nächste Fünfjahresperiode entsprechend angepasst.

Zum Zwecke der Sicherstellung der Akteursvielfalt beim Ausbau der Windenergie an Land sieht die EEG-Novelle für Bürgerenergiegesellschaften mit höchstens sechs Anlagen und maximal 18 MW Kapazität Erleichterungen für die Auktionsteilnahme (Gebot auch ohne vorliegende Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz möglich, geringere Sicherheitsleistungen, Verlängerung der Realisierungsfrist um bis zu zwei Jahre) vor. Auch bei der Vergütungshöhe genießen Bürgerenergiegesellschaften u.U. eine Besonderstellung, denn wenn sie bei der Auktion mit ihrem Gebot den Zuschlag bekommen, erhalten sie unabhängig vom gebotenen Preis eine Vergütung entsprechend des höchsten in der Auktion noch akzeptierten Gebotspreises.

Für Offshore-Windparks wird die Bundesnetzagentur in den Jahren 2017 und 2018 jeweils eine Auktion über eine Kapazität von 1,55 GW durchführen. Bei diesen Auktionen müssen die Interessenten für ihr Projekt ein Preisgebot für die geforderte Vergütung („Anzulegender Wert“) abgeben. Die zusätzliche Abgabe von Hilfsgeboten für kleinere Projektgrößen ist dabei zulässig. An der zweiten Auktion im Jahr 2018 dürfen nur diejenigen Projekte teilnehmen, die bereits bei der ersten Auktion im Jahr 2017 mitgeboten hatten, aber nicht bezuschlagt worden sind. Bei den Auktionen gibt die Bundesnetzagentur jeweils einen Höchstgebotswert vor. Bei Auktionen für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2017 sieht das EEG einen Höchstpreis von 7 ct/KWh am Referenzstandort vor. Ab 2018 soll der Höchstwert dann auf 108% des Durchschnitts der höchsten noch bezuschlagten Gebote der drei vorangegangenen Auktionen festgesetzt werden. Beginnend mit dem niedrigsten Gebot erhalten die Bieter den Zuschlag, bis das ausgeschriebene Kapazitätswolumen ausgeschöpft ist. Bei Auktionen für Offshore-Windparks wurde der Höchstpreis auf anfänglich 12 ct/KWh festgesetzt.

Zwecks Neuordnung des Planungsrechts für Offshore-Windparks in der AWZ werden für diejenigen Projekte, die bei keiner der beiden Auktionen einen Zuschlag erhalten haben, nach der Offshore-Auktion 2018 alle noch laufenden Planfeststellungs- bzw. Genehmigungsverfahren ersatzlos beendet. Dies ist die Voraussetzung dafür, dass der Bund die eigene Flächenvoruntersuchung als Basis für die Offshore-Windparkauktionen ab dem Jahr 2021 aufnehmen kann.

Geplante erste Auktionstermine im Jahr 2017

	Onshore	Offshore
1. März 2017		1,55 GW
1. Mai 2017	0,8 GW	
1. August 2017	1,0 GW	
1. November 2017	1,0 GW	

Quelle: EEG 2017, § 28; WindSeeG, § 27

Mit dem EEG 2017 wird die aktuelle Förderung (EEG 2014) neuer Anlagen an Land zum 31.12.2018 bzw. auf See zum 31.12.2020 auslaufen. Die nachstehende Tabelle gibt die aktuellen Vergütungshöhen wider.

Vergütung gem. EEG 2014

	Onshore	Offshore
Basisvergütung (ct je kWh)	4,77 ¹⁾	3,9
Dauer des Vergütungsanspruches	20 Jahre plus Installationsjahr	
Erhöhte Anfangsvergütung (ct je kWh)	8,58 ¹⁾	15,4
Dauer des erhöhten Vergütungsanspruches	mind. 5 Jahre ²⁾	12 Jahre ³⁾

Quelle: EEG 2014 und BWE; 1) Stand per 1.7.2016, quartalsweise Degression in Abhängigkeit vom Zubauvolumen, von März bis August 2017 mtl. Sonderdegression um 1,05%; 2) Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Standortgüte vs. 130%-Referenzstandort, z.B. 12 Jahre bei 100%-Standortqualität; 3) Basismodell, Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung in Abhängigkeit von Küstenentfernung und Wassertiefe

Marktausblick

Die über das EEG 2017 implementierte Förderung des Windenergieanlagenzubaus in Deutschland ist langfristig angelegt und soll einen nachhaltig verlässlichen Gesetzesrahmen bieten. Gerade auch im Vergleich zu manchen anderen EU-Ländern konnten sich die Projektierer und Investoren bisher in Deutschland auf ein verlässliches Fördersystem, ein stabiles Regulierungsumfeld und ein Höchstmaß an Rechtssicherheit verlassen. Mit dem Übergang zur ausschreibungsbasierten Vergabe des Förderanspruchs hält künftig zwar ein bedeutender Unsicherheitsfaktor Einzug in die Projektplanungen der Investoren, dieser dürfte aber vorwiegend schwächere (d.h. weniger effiziente) Projekte aus dem Markt drängen. Dank des gewählten Ausschreibungsdesigns als sogenannte „späte Ausschreibung“ in Kombination mit Sicherheitsleistungen und Pönalen bei Nichterfüllung erwarten wir bei der künftigen Zubauentwicklung eine hohe Realisierungsrate der erteilten Zuschläge. In der mit zwei Jahren ausreichend lang bemessenen Übergangsfrist von der bisherigen Förderung gemäß EEG2014 dürften sich gewisse Vorzieheffekte nicht ganz vermeiden lassen. So gehen wir davon aus, dass viele Investoren ihre bereits genehmigten Projekte schnellstmöglich noch unter altem Förderrecht realisieren werden, anstatt sich später freiwillig an den Auktionen zu beteiligen und ihre Projekte dadurch einem Zuschlagsrisiko auszusetzen. Mit der verfügbaren Sonderdegression für die Förderung gemäß EEG 2014 von März bis August 2017 wird der Vergütungsanspruch nach EEG 2014 für eine 100% Referenzstandortqualität allerdings zügig auf unter 7 ct/kWh abgesenkt, so dass für bereits jetzt realisierungsreife Anlagen per Mitte 2017 keine sicheren vergütungsseitigen Anreize mehr bestehen, noch nach den Regeln des EEG 2014 zu bauen. Im Gegenzug sehen wir die Möglichkeit, dass es bei der ersten Onshore-Auktion zu einem relativ geringen Gebotsinteresse und zu nahe dem Höchstpreis liegenden Zuschlägen kommt. Wie erwarten jedoch, dass sich das Auktionsverfahren recht schnell und geräuschlos als neue...

Ende der Leseprobe

IMPRESSUM

HERAUSGEBER/Redaktion und Ansprechpartner

HSH NORDBANK AG

HAMBURG: Gerhart-Hauptmann-Platz 50, 20095 Hamburg, Telefon 040 3333-0, Fax 040 3333-34001

KIEL: Martensdamm 6, 24103 Kiel, Telefon 0431 900-01, Fax 0431 900-34002

www.hsh-nordbank.de

Unternehmenskunden

Lars Quandel

Leiter Energie & Versorger

lars.quandel@hsh-nordbank.com

Tel.: 040 3333-14035

Inka Klinger

Teamleiterin Vertrieb Deutschland

inka.klinger@hsh-nordbank.com

Tel.: 040 3333-11343

Nils Driemeyer

Teamleiter Vertrieb Europa

nils.driemeyer@hsh-nordbank.com

Tel.: 040 3333-11182

Autor

Volker Brokelmann, CFA, CEFA

volker.brokelmann@hsh-nordbank.com

Tel.: 040 3333-12249

Disclaimer

Die in dieser Studie enthaltenen Marktinformationen sind von der HSH Nordbank AG zu allgemeinen Informationszwecken erstellt worden und ausschließlich zur Information bestimmt.

Sie ersetzen weder eigene Marktrecherchen noch sonstige rechtliche, steuerliche oder finanzielle Information oder Beratung. Es handelt sich hierbei nicht um eine Kauf- oder Verkaufsaufforderung.

Die HSH Nordbank AG weist darauf hin, dass die dargestellten Marktinformationen nur für Personen mit eigener wirtschaftlicher Erfahrung, die die Risiken und Chancen des/der hier dargestellten Marktes/Märkte abschätzen können und sich umfassend aus verschiedenen Quellen informieren, bestimmt sind. Jeder Nutzer dieser Studie muss sich sein eigenes Urteil darüber bilden, ob die hier präsentierten Daten und Ergebnisse für die von ihm gewählte Verwendung geeignet sind und seinen Ansprüchen genügen.

Die in dieser Studie enthaltenen Aussagen und Angaben basieren auf Informationen, die die HSH Nordbank AG gründlich recherchiert, sorgfältig und gewissenhaft ausgewählt hat bzw. aus allgemein zugänglichen, von der HSH Nordbank AG nicht überprüfbaren Quellen, die sie für verlässlich erachten, bezogen hat. Die HSH Nordbank AG hält die verwendeten Quellen zwar für verlässlich, konnte deren Zuverlässigkeit jedoch nicht mit letzter Gewissheit überprüfen. Die einzelnen Informationen aus diesen Quellen konnten nur auf Plausibilität überprüft werden, eine Kontrolle der sachlichen Richtigkeit fand nicht statt.

Zudem enthält diese Studie Schätzungen und Prognosen, die auf zahlreichen Annahmen und subjektiven Bewertungen der HSH Nordbank AG als auch anderer Quellen beruhen und lediglich unverbindliche Auffassungen über Märkte und Produkte zum Zeitpunkt der Herausgabe darstellen.

Trotz sorgfältiger Bearbeitung übernehmen die HSH Nordbank AG und ihre Mitarbeiter und Organe keine Gewähr für Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen und Prognosen.

Dieses Dokument darf nur gemäß den gesetzlichen Bestimmungen in den jeweiligen Ländern verteilt werden, und Personen, die im Besitz dieses Dokuments sind, sollten sich über die anwendbaren lokalen Bestimmungen informieren.

Urheberrecht

Die Studie einschließlich aller ihrer Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Verbreitung, Vervielfältigung, Übersetzung der Studie oder eine Verwendung von Textteilen und/oder Grafiken in anderen Medien ist nur unter Nennung der HSH Nordbank AG als Urheber dieser Studie gestattet.